

EVALUACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIÓN
CENTRO DEL DEPARTAMENTO DEL ATLÁNTICO FRENTE AL PLAN DE EXPANSIÓN
PROPUESTO POR LA UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA.

FABIANA VANESSA AHUMADA JOHN



DEPARTAMENTO DE ENERGÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
UNIVERSIDAD DE LA COSTA
BARRANQUILLA

2021

EVALUACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIÓN
CENTRO DEL DEPARTAMENTO DEL ATLÁNTICO FRENTE AL PLAN DE EXPANSIÓN
PROPUESTO POR LA UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA.

FABIANA VANESSA AHUMADA JHON

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO.

TUTORES DEL PROYECTO:

ING. JORGE IVÁN SILVA ORTEGA MS.C.

ING. KELLY BERDUGO SARMIENTO MS.C.

DEPARTAMENTO DE ENERGÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
UNIVERSIDAD DE LA COSTA
BARRANQUILLA

2021

Nota de aceptación

Jurado

Jurado

Barranquilla, septiembre 2021

Dedicatoria

Este proyecto de grado es dedicado especialmente a mi familia, mi papá, quien me ha enseñado el valor de las cosas y encaminado a cada una de las acciones que he logrado a título personal y profesional.

FABIANA AHUMADA

Agradecimientos

Son muchas las personas a las que puedo agradecer por apoyarme en este proceso y culminación de este trabajo de grado, primeramente, quiero comenzar dándole gracias a Dios por brindarme salud, fuerza y sabiduría durante este tiempo; sin el nada fuera posible. Además, quiero mostrar un enorme agradecimiento a mi profesor y director de este trabajo de grado, Jorge Iván Silva Ortega, quien me guio incansablemente durante el proceso y creyó en mi potencial.

Quiero agradecer a la Universidad de la Costa CUC por brindarme la oportunidad de forjarme como profesional y acogerme como parte de esa gran familia estudiantil en búsqueda de mejora continua.

Quiero agradecer a mis compañeros quienes fueron un apoyo importante en mi proceso y contribuyeron al fortalecimiento de mis conocimientos durante el tiempo de investigación de este trabajo.

Por último, pero no menos importante quiero agradecer a mi familia y en especial a mi padre Álvaro Ahumada, que siempre estuvo apoyándome incondicionalmente para seguir adelante con mis estudios y formándome para enfrentarme a cualquier adversidad y nunca dejar a un lado las buenas enseñanzas que me fueron otorgadas a lo largo de mi vida.

Resumen

Una subestación de transformación para garantizar su operación y suministro a usuarios debe cumplir con los requerimientos de confiabilidad y seguridad, siendo la seguridad un aspecto característico encaminado a garantizar la calidad del suministro en cada momento de su operación. En Colombia, este requerimiento está evaluado por la Unidad de Planeación Minero energética y los planes de acción regionales y departamentales, los cuales se ajustan con los planes de crecimiento y expansión. No obstante, si las subestaciones y configuraciones utilizadas no son renovadas y actualizadas podrían empezar a carecer de estos requerimientos al final de su vida útil en una porción de su operación, limitando tanto la confiabilidad como la seguridad. Este proyecto toma como finalidad proyectar mejoras a la subestación centro de la ciudad de Barranquilla, la cual hace parte del anillo de 110 kV proveniente de dos líneas de las subestaciones vecinas Oasis y Silencio. Partiendo de unos datos reales de la red eléctrica actual se realizará una simulación en el software DigSilent, bajo estas condiciones se realizaron una serie de cambios y se presentaron alternativas, teniendo en cuenta las diferentes normativas y los planes que la UPME tiene propuestas para esta subestación.

Palabras clave: confiabilidad; Seguridad operativa; Sistemas de potencia; Configuración de subestaciones

Abstract

In order to guarantee its operation and supply to users, a transformer substation must comply with reliability and security requirements, it starts with security requirements aimed to guaranteeing the quality of supply at every moment of its operation. In Colombia, this requirement is evaluated by the Mining and Energy Planning Unit (UPME) and the regional and departmental action plans, which are adjusted with the growth and expansion plans. However, if the substations and configurations used are not renewed and updated, they could begin to lack these requirements at the end of their useful life in a portion of their operation, limiting both reliability and safety. This project aims to project improvements to the substation in the center of the city of Barranquilla, which is part of the 110 kV distribution system, coming from two lines of the neighboring substations Oasis and Silencio. Based on real data of the current electrical network, a simulation will be carried out in DigSilent software, under these conditions a series of changes were made and alternatives were presented, taking into account the different regulations and plans that UPME has proposed for this substation.

keywords: reliability; operating Security; Power Systems; Busbars configurations

Contenido

Lista de tablas y figuras -----	10
Introducción -----	13
1. Planteamiento del problema -----	15
1.1. Descripción del problema -----	15
1.2. Pregunta problema -----	18
2. Justificación -----	19
3. Objetivos -----	21
3.1. Objetivo general -----	21
3.2. Objetivos específicos -----	21
4. Aspectos teóricos de la operación de subestaciones eléctricas -----	22
4.2. Estado Del Arte -----	24
4.3. Marco teórico -----	28
5. Diseño metodológico -----	44
5.5. Fuentes de información -----	46
5.5.1. <i>Fuentes primarias.</i> -----	46
5.5.2. <i>Fuentes secundarias</i> -----	48
5.6. Etapas del proyecto -----	48
6. Evaluación de los requerimientos de las configuraciones utilizadas en subestación Centro.	52
7. Evaluación de confiabilidad del arreglo de subestaciones -----	54

8. Propuesta de mejora del esquema de subestación propuesta-----	56
9. Conclusiones y recomendaciones-----	59
Referencias -----	60

Lista de tablas y figuras

Tablas

Tabla 1. 25

Tabla 2. 33

Tabla 3. 34

Tabla 4. 42

Tabla 5. 45

Tabla 6. 47

Tabla 7. 47

Tabla 8. 47

Tabla 9. 52

Tabla 10. 53

Tabla 11. 53

Tabla 12. 54

Tabla 13. 54

Tabla 14. 54

Tabla 15. 55

Tabla 16. 57

Figuras

Figura 1. Pronóstico de la demanda energética. Tomado de (UPME, 2015).....	15
Figura 2. Esquema unifilar subestación centro. Tomado de (UPME, 2017).	17
Figura 3. Porción norte del STN actual. Tomado de (UPME, 2015). D.....	26
Figura 4. Sistema radial. Tomado de (Martin, 2000).....	30
Figura 5. Sistema en anillo. Tomado de (Martin, 2000).....	31
Figura 6. Sistema enmallado. Tomado de (Martin, 2000).	31
Figura 7. Relación entre los elementos de un SEP. Tomado de (XM , 2020)	33
Figura 8. Configuración doble barra. Tomado de (Martin, 2000)	36
Figura 9. Esquema de protección de líneas.....	40
Figura 10. Esquema de protección de los barrajes.....	41
Figura 11. Esquema de protección para transformadores.	42
Figura 12. Diagrama unifilar subestación centro. Fuente: Fabiana Ahumada Jhon	45
Figura 13. Etapas de proyecto.....	48
Figura 14. Pestaña flujo de carga. Fuente propia.....	49
Figura 15. Pestaña de estudio de cortocircuito. Fuente propia	50
Figura 16. Análisis de contingencia. Fuente propia.....	51
Figura 17. propuesta de mejora para la SE centro. Fuente: Fabiana Ahumada Jhon	58

Listado de Abreviaciones

UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
XM	Expertos en Mercados S.A E.S.P
RPV	Registro de Proyectos Vigentes
SDL	Sistema de Distribución Local
STR	Sistemas de Transmisión Región
SIN	Sistema Interconectado Nacional
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STL	Sistema de transmisión de energía eléctrica
ANSI	American National Standards Institute
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
OR	Operador de Red
EPM	Empresas Públicas de Medellín
EMT	Transitorios electromagnéticos
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
GWh	Gigavatio-hora

Introducción

Evaluación de los Requerimientos de Operación de Subestación Centro del Departamento del Atlántico frente al plan de expansión propuesto por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) entre los años 2002-2012 la economía nacional ha crecido a una tasa anual media de 4.6%. Dentro de este periodo se tiene gran variabilidad en el desempeño económico con años como el 2006 y 2007 de elevadas tasas de crecimiento de 6.8% y en el otro extremo el año 2009 con una tasa de 1.7%.

Este último valor está relacionado con la crisis económica a escala global de los años 2008-2009 que en Colombia llevó a crecimientos cercanos a cero el último trimestre del año 2008. Finalmente, para el año 2012, el departamento administrativo nacional de estadísticas (DANE) reveló en marzo del presente año un crecimiento del producto de 4.0% (UPME, 2017).

La UPME proyecta un escenario de crecimiento económico en Colombia de 2,3% para 2016 y de 3,2% para 2017, así como un crecimiento a mediano plazo de 3,8% (2020). Esta previsión se ubica dentro del rango de previsiones de crecimiento para la economía colombiana, y corresponde a un ajuste gradual y ordenado que la economía colombiana está haciendo, luego de la caída en los precios de los hidrocarburos y minerales, que han afectado el ingreso de divisas mediante exportaciones, reducido el ingreso fiscal, y contraído la actividad económica del sector minero – energético, que fue uno de los principales impulsores del crecimiento económico colombiano en la presente década hasta 2014 (UPME, 2016). Estas proyecciones no solo infieren que se avecinaban cambios e inversiones en el sector energético, sino que también representaba que se encontraba en estudio un plan de expansión para poder cubrir la demanda energética que se proyectó, todos estos cambios graduales hacer parte del plan caribe 5, el cual

presenta una proyección hasta el año 2031. Para el mes de agosto del año 2019, el plan caribe 5 se encontraba en un porcentaje de ejecución del 70%, lo que dicta que las obras van por buen camino.

Todas estas acciones tomadas siempre pensando en un solo objetivo, cubrir el crecimiento tanto poblacional como industrial que el país ha tenido a lo largo de los años previos al 2020. Las adecuaciones y mejoras se hacen necesarias siempre y cuando estén encaminadas a correspondan con el impacto que va a tener el sector surtido por estas, la subestación centro, aunque no está incluido en el plan, hace parte del anillo de 110 KW, factor que la hace importante, se encuentra en el final de las redes eléctricas que tendrán modificaciones y proyección de crecimiento.

Esto la convierte en una de las subestaciones que pueden recibir mejoras, y además con la cual se realizara una simulación para identificar los posibles escenarios de mejora que esta pueda tener, para esto se realizaran una simulación con la cual se tratara de concluir cual es el estado actual del proyecto, se planteara unos posibles escenarios de cargabilidad, con esto se podrá exponer algunas mejoras que se consideren necesarias y que serán estudiadas mediante softwares de simulación.

1. Planteamiento del problema

1.1.Descripción del problema

De acuerdo al ideario nacional energético de la UPME el crecimiento de las redes eléctricas en Colombia ha tenido una tendencia al alza significativa, lo que muestra que cada vez más usuarios serán incorporados al sistema eléctrico nacional (UPME, 2015), la costa caribe colombiana es una clara muestra de ese pronóstico. La unidad de planeación minero energética plantea para Colombia un crecimiento que ubicará la demanda en alrededor a los 103,7 TWh-año en el escenario medio. Si se incluyen las transferencias estimadas a Panamá, se alcanzarían niveles del orden de 105 TWh-año para el escenario medio. Estos niveles de consumo equivalen a una tasa media a partir de 2016 y hasta el año 2030, de 3,04% (UPME, 2016), como se ilustra en la siguiente figura.

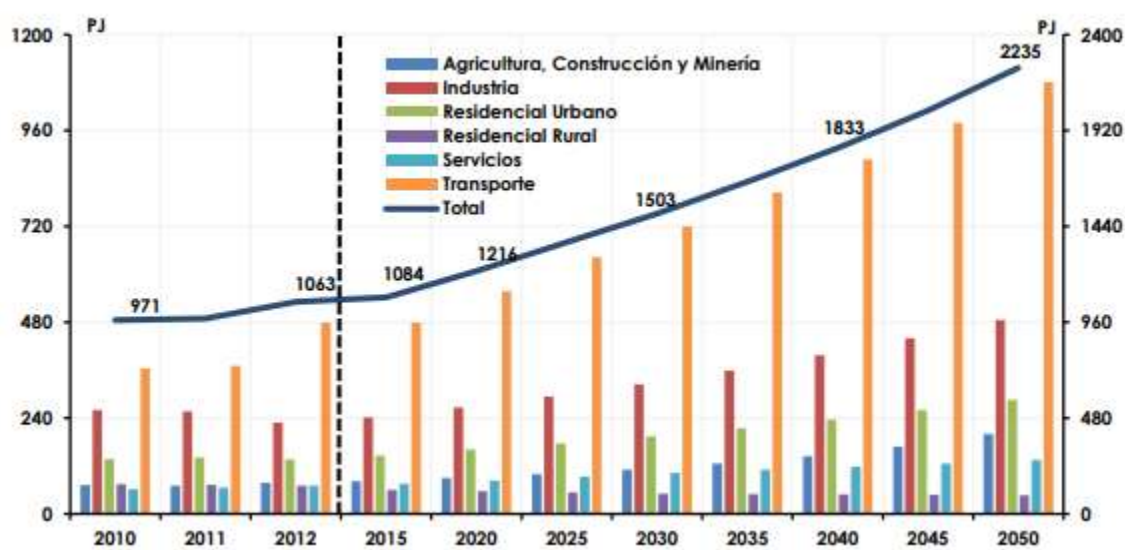


Figura 1. Pronóstico de la demanda energética. Tomado de (UPME, 2015).

El informe anual de la empresa XM (expertos en mercados) evidencia un aumento de la demanda en la región caribe de 6,8%, mientras que en el año 2018 la costa atlántica se

posiciono como la zona con mayor crecimiento en la demanda energética del país, con un porcentaje de 5,5% (XM expertos en Mercado, 2019); para la ciudad de Barranquilla se plantean tres escenarios, de los cuales se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 que corresponden a: escenario bajo del 2,72%, el escenario medio del 2,94% y en el escenario alto del 3,16% (UPME, 2016), cifras demuestran la proyección al alza de la región en el sector de la construcción y comercio, Además el fenómeno migratorio y de concentración en las grandes ciudades han incrementado el consumo.

El sistema de transmisión regional (STR) del Atlántico está formado por un anillo de 110 kV a través del cual se interconectan trece subestaciones de distribución a lo largo del departamento, las cuales transforman a niveles de media tensión para la distribución a los suministros (XM expertos en mercados, 2020), Según lo expuesto por la UPME en su plan de expansión 2015- 2029 “El área Atlántico presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia de agotamiento de red a nivel de 110 kV y agotamiento de la capacidad de la transformación lo que conlleva a tener generaciones de seguridad en el área, la cual debe ser balanceada entre los recursos ubicados en el área, además de tener el riesgo de una posible desatención de demanda, ante fallas de elementos de la red a nivel del Sistema de Transmisión Regional” (UPME, 2021) esto se traduce en altos niveles de cargabilidad en líneas y transformadores que hacen parte del sistema de transmisión regional, lo que conlleva a manejar bajos niveles de confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio eléctrico por parte del operador de red.

La subestación CENTRO está conformada por dos líneas de 110kV provenientes de subestaciones vecinas como Oasis y Silencio esta subestación es considerada un elemento primordial para reforzar el anillo de 110kV y además presenta poca probabilidad de

contingencias lo que la pone en la mira de los proyectos de mejoras futuras para el sistema de transmisión regional. En el desempeño energético de la costa atlántica según el plan de expansión de la UPME se evidencia sobrecargas de líneas conectadas a 110kV tales como las líneas Termoflores- Oasis que presenta sobrecarga en su operación normal; sobrecarga Termoflores I- Oasis bajo la condición de N -1 de Termoflores II – Oasis 110 kV (alta generación ingresando a las barras de Termoflores 110 kV); Sobrecarga Termoflores II - Oasis 110 kV bajo la condición de N-1 de transformador Termoflores 2 220/110 kV (Alta generación ingresando a las barras de Termoflores 110 kV).

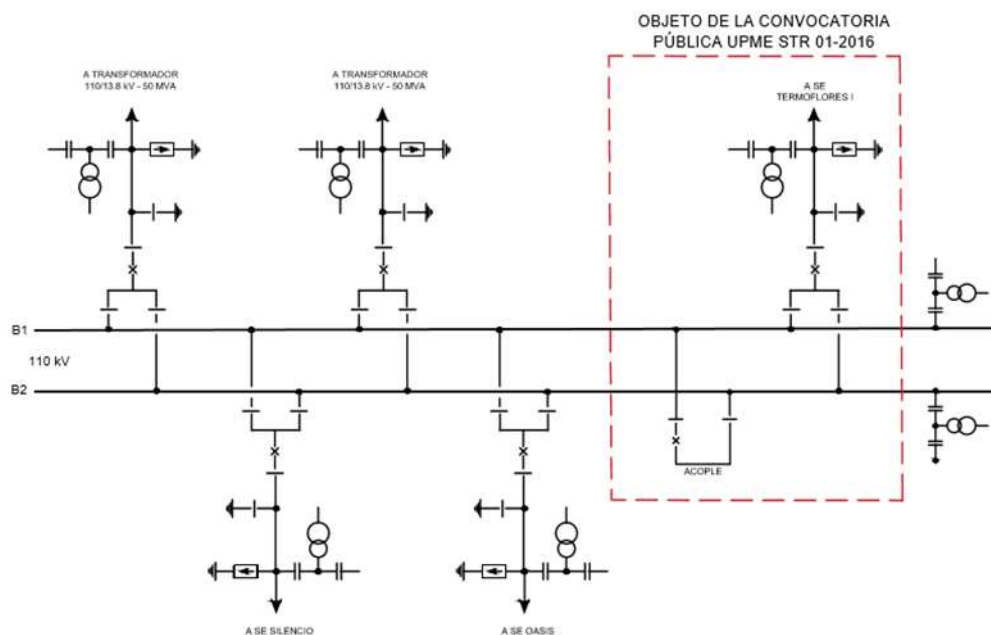


Figura 2. Esquema unifilar subestación centro. Tomado de (UPME, 2017).

Entre algunos de sus proyectos la UPME propone la apertura de un nuevo circuito Termoflores Centro 110 kV para el fortalecimiento del anillo de 110kV tal como se muestra en la figura 2. Actualmente se encuentra vigente la convocatoria pública para la licitación de la obra que

involucra a esta nueva línea, sin embargo, esta subestación según los análisis presentados por la UPME presenta poca probabilidad de fallas o contingencias por lo que surge el interrogante

1.2. Pregunta problema

¿Cuáles son las mejoras que aportan las recomendaciones de la UPME para la expansión del STR del Atlántico si se incluye en el estudio la configuración Centro y la línea Termoflores – Centro 110 kV?

2. Justificación

Colombia se encuentra en un crecimiento agigantado en su infraestructura eléctrica, es de conocimiento los grandes proyectos en generación que actualmente se están desarrollando, como lo son Guayas Bajo, La Paz 2, La Paz 3, Micay, Patía 1, Patía 2, Porvenir 2 y Samaná, hacen parte de un listado mayor de 18 proyectos que estarían entregando a la matriz 4.554 MW, De los ocho complejos hidroeléctricos que están en lista en la RPV, el que más capacidad ofrecería al SIN es el de Micay, con 800 MW, que se ubicaría cerca de la cabecera municipal de Argelia (Cauca). También llaman la atención otras iniciativas que se complementan y que al sumarlos ofrecerían una importante carga instalada al sistema: Patía 1 y Patía 2 con 1.090 MW, y La Paz 1, La Paz 2 y la Paz 3 con 648 MW (Camara de comercio de Bogota , 2018).

Todos estos proyectos descritos muestran todo lo que se avecina. La generación año tras año crece más y más debido a la demanda energética, las redes eléctricas y las subestaciones tienen que hacer su parte, no solo es generar sino también transmitir y distribuir, y esta distribución debe cumplir con ciertos estándares que proyecten su crecimiento a futuro o hasta donde el espacio y la innovación lo permitan. La subestación centro se encuentra en el Departamento del Atlántico, Ciudad Barranquilla esta posee una configuración del tipo doble barra, lo cual la convierte en una subestación un poco flexible, pero no proyecta nada más de lo presentado.

Dadas las condiciones anteriormente descritas estas subestaciones podría ser actualizada o llevada al siguiente nivel que es aumentar su seguridad o confiabilidad. Estas características pueden conjugarse en el momento de decidir la configuración de una subestación, dependiendo de la ubicación de esta dentro del sistema de potencia, de acuerdo con su función o por su capacidad. Si la subestación es de una capacidad e importancia tales que su salida del sistema de

potencia produzca suspensiones y problemas de racionamiento en todo este, entonces la subestación requiere de un alto grado de seguridad. Si la subestación tiene un gran número de circuitos y ellos pertenecen a diferentes sistemas, dicha subestación requiere de un alto grado de flexibilidad. Si la subestación tiene como objetivo primordial el suministro de energía la necesidad principal de esta subestación es la confiabilidad (Universidad del Valle, 2015).

En las convocatorias públicas del sistema de transmisión regional – 14 STR UPME 14 y 15 de 2015, la subestación centro fue seleccionada entre otras para ser parte del plan de reestructuración del anillo de 110kV del Atlántico el cual presenta diferentes problemáticas que interfieren con una prestación de servicio de calidad para los atlanticenses, con el fin de aliviar la alta cargabilidad de líneas y transformadores que hacen parte del sistema de transmisión regional, la UPME propuso la conexión de una nueva línea de 110kV proveniente de la subestación Termoflores hasta subestación Centro, sin embargo, a pesar de que Centro pertenece al grupo de subestación más antiguas del departamento, esta presenta poca evidencias de contingencias significativas en el sistema además según el mismo plan de expansión dicha subestación ni siquiera es mencionada como una subestación problemática en el departamento.

Este proyecto enfoca su investigación y análisis en dicha licitación vigente propuesta en el plan de expansión de la UPME desarrollando simulaciones en el software DigSilent con parámetros reales del sistema suministrados por el operador de Red con el fin de determinar las características de operación más cercanas posibles a la realidad y así determinar cuál sería la opción más viable para mejorar las características de operación de la subestación Centro y así reforzar las debilidades del STR.

3. Objetivos

3.1.Objetivo general

Evaluar los escenarios de operación de la subestación CENTRO considerando el análisis eventos de contingencia, fallas y perfiles de alta demanda de los circuitos conectados, frente al plan de expansión propuesto por la Unidad de Planeación Minero – Energética.

3.2. Objetivos específicos

- Caracterizar el sistema de configuraciones de subestación Centro y la tecnología utilizada para garantizar el suministro de energía eléctrica al STR y los usuarios.
- Desarrollar un análisis del escenario propuesto por la Unidad de Planeación Minero – Energética que considera la conexión de líneas a la subestación y los pronósticos de crecimiento de la demanda.
- Modelar la operación de la subestación considerando los perfiles de demanda y escenario N-1 para identificar el nivel de desatención de demanda de la subestación ante escenarios de contingencia.

4. Aspectos teóricos de la operación de subestaciones eléctricas

Las subestaciones eléctricas tienen grandes campos de estudio en el área de la ingeniería, desde el proceso de generación de la energía, la transmisión, la distribución y el uso final de esta; es por eso que es de gran importancia comprender los conceptos básicos que rodean este campo de estudio. Esta sección está dividida en Marco conceptual, Estado del arte, marco teórico y marco legal.

4.1. Marco conceptual

- Operador de Red de STR y SDL (OR): Persona jurídica encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio (EPM, 2021).
- Acceso a las redes: Se entiende como la utilización de los sistemas de transmisión o distribución local mediante el pago de los cargos por uso y conexión correspondientes, con los derechos y deberes que se establecen en el código de redes (CREG, 1994).
- Acuerdo de conexión: Es el que suscriben las partes interesadas para regular las relaciones técnicas, administrativas y comerciales de las conexiones a los Sistemas de Transmisión Regional o a un Sistema de Distribución Local, el cual incluye el acuerdo de pago del cargo de conexión (CREG, 1994).

- Conexiones a los sistemas de transmisión regional o de distribución local: Bienes que permiten conectar un generador, un sistema de transmisión regional, un Sistema de Distribución Local, o un gran consumidor, a los sistemas de transmisión regional y distribución local (CREG, 1994).
- Transmisión: actividad que consiste en el transporte de energía por líneas de transmisión, y la operación, mantenimiento y expansión de sistemas de transmisión, ya sean nacional o regionales (CREG, 1994).
- Código de red: Conjunto de reglas expedidas por la Comisión, a las cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector y las demás personas que usen el sistema de transmisión nacional, regional o local. Incluye también reglas sobre el uso de redes de distribución, que para sus efectos se denominará “Código de Distribución” (CREG, 1994).
- Conexiones a los sistemas de transmisión regional o de distribución local (CREG, 1994).
- Bienes que permiten conectar un generador, un sistema de transmisión regional, un Sistema de Distribución Local, o un gran consumidor, a los sistemas de transmisión regional y distribución local (CREG, 1994).
- Generador: Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica (CREG, 1994).
- Acuerdo de conexión: Es el que suscriben las partes interesadas para regular las relaciones técnicas, administrativas y comerciales de las conexiones a los Sistemas de Transmisión Regional o a un Sistema de Distribución Local, el cual incluye el acuerdo de pago del cargo de conexión (CREG, 1994).

- Confiabilidad: se define como la propiedad de seguir suministrando energía durante un periodo de tiempo dado, bajo condiciones de que al menos un componente del sistema este fuera de servicio (CREG, 2000).
- Contingencia: Fallo simple o pérdida de un elemento del sistema (CREG, 2000).
- Disponibilidad: se define como el tiempo total sobre un periodo dado, durante el cual un activo de uso estuvo en servicio, o disponible para el servicio. La disponibilidad siempre estará asociada con la capacidad nominal del activo, en condiciones normales de operación (CREG, 2000).
- Evento: situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un activo de uso de los STR o SDL (CREG, 2000).
- Flexibilidad: propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar especialmente por cambios operativos en el sistema y, además, por contingencias y/o mantenimiento del mismo (CREG, 2000).
- Seguridad: es la propiedad de dar continuidad de servicio sin interrupción alguna durante falla de los equipos de potencia, especialmente interruptores y barrajes. (CREG, 2000).

4.2. Estado Del Arte

4.2.1. Sistema interconectado nacional.

A finales de los años 60, el gobierno Nacional decidió conectar e integrar todos los sistemas eléctricos regionales del país y se creó lo que hoy conocemos como Sistema Interconectado Nacional (SIN). El SIN está conformado por todas las líneas de transmisión de energía y subestaciones que hay en el país, medios a través de los cuales

se transporta la energía desde las centrales de generación hasta los pueblos y ciudades en donde es consumida. Al estar integrada toda la cadena productiva de la energía en este sistema (generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores) se garantiza que todas las regiones del país reciban el servicio de energía las 24 horas del día, todo el año. El SIN lo componen más de 30 compañías de energía entre empresas de generación, transmisión y distribución de energía en Colombia junto con 209 plantas de generación (hidráulicas, térmicas, solares, eólicas, cogeneradores y autogeneradores) y 26.333 kilómetros aproximadamente de redes de energía.

Estas redes conforman el Sistema de Transmisión Nacional (STN), que son sistemas de redes que operan a tensiones superiores a 220 kilovatios, y el Sistema de Transmisión Regional, (STR), que son los que operan a tensiones entre 110 kilovatios y 220 kilovatios. Cabe destacar que también hacen parte del SIN algunas interconexiones internacionales (Ecuador y Venezuela) (CELSIA, 2020).

Las líneas que componen el SIN son:

Tabla 1

Sistema Interconexión Nacional

Tipo de red	Distancia (km)
Transmisión 110 kV	3.583,90
Transmisión 115 kV	7,270.34
Transmisión 138 kV	15.49
Transmisión 220 kV	2,675.23
Transmisión 230 kV	10,253.14
Transmisión 500 kV	2,535.39

Fuente: Fabiana Ahumada Jhon

4.2.2. Sistema interconectado regional.

Según la CREG el STR Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un Sistema de Distribución Local (CREG, 1994).

4.2.3. Sistema de transmisión nacional.

según la comisión de regulación de energía y gas el STN es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV (CREG, 1994).



Figura 3. Porción norte del STN actual. Tomado de (UPME, 2015). Donde las líneas verdes representan a las líneas de 220kV y las líneas moradas 500kV; cuadros verdes subestaciones de 220kV, cuadro morado subestaciones de 500kV y cuadro

4.2.4. Sistema de distribución local.

La CREG dice que el STL es sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un Sistema de Transmisión Regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local (CREG, 1994).

Los SDL están conformados por el conjunto de redes, postes, transformadores. etc., que son utilizados para entregar la energía eléctrica en el domicilio de los usuarios finales. La mayoría de SDL se conecta entre sí a través de los STR. Los cuales interconectan diferentes regiones del país. Estos STR a su vez se conectan a otra red de mayor capacidad. Llamada el Sistema de Transmisión Nacional (STN) que interconecta a su vez los grandes centros de generación de la electricidad (Velez, 2008).

4.2.5. DigSilent.

Actualmente el crecimiento de la tecnología ha provocado cada vez más herramientas de software empleadas para ayudar a la solución de problemas de ingeniería, la industria y la necesidad de facilitar los cálculos han impuesto desde las últimas dos décadas el reto de concebir, apropiar y/o aplicar estas herramientas para el uso educativo, social y profesional. *DigSilent PowerFactory* es una aplicación líder de software de análisis de sistemas de energía para su uso en el análisis de generación, transmisión, distribución y sistemas industriales.

Cubre la gama completa de funcionalidades, desde características estándar hasta aplicaciones altamente sofisticadas y avanzadas que incluyen energía eólica, generación

distribuida, simulación en tiempo real y monitoreo del rendimiento para pruebas y supervisión del sistema. *PowerFactory* es fácil de usar, totalmente compatible con Windows y combina capacidades de modelado de sistemas confiables y flexibles con algoritmos de vanguardia y un concepto de base de datos único. Además, con su flexibilidad para la creación de scripts y la interfaz, *PowerFactory* se adapta perfectamente a soluciones altamente automatizadas e integradas en sus aplicaciones comerciales (DigSilent, 2015).

Funciones relacionadas:

- Capacidades de modelado del sistema de potencia
- Estudio del modelo basado en el tiempo sobre las opciones de demanda
- Soporte de múltiples diagramas de red con conexiones directas a los elementos de la red.
- Soporte de modelos de interruptor de nodo y rama de bus Integración perfecta del modelo de red, análisis e informes.
- Análisis de contingencia Análisis de estabilidad (RMS y análisis modal)
- Transitorios electromagnéticos (EMT) Sensibilidades / Factores de distribución
- Planificación de interrupción Armónicos / Calidad de energía Compromiso de la
- Unidad y Optimización de Despacho Cálculos de curva PV / QV (DigSilent, 2015)

4.3. Marco teórico

4.3.1. Sistema eléctrico de potencia.

El sistema eléctrico de potencia es un conjunto de elementos que tiene como fin generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible.

Un sistema eléctrico de potencia consta de plantas generadoras que producen la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas a los puntos de consumo, así como el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia requeridas. (Landa, 2010) En Colombia un distribuidor está habilitado para operar niveles de tensión menor a 220 kV, es decir que se encarga de la operación del sistema de distribución local SDL y el sistema de transmisión regional STR. Los cuales se agrupan en los niveles de tensión 1, 2, y 3 equivalentes a tensiones bajas hasta 57,5 kV para el caso del SDL y el nivel de tensión 4 (Tensión mayor a 57,5 kV y menor de 220 kV) correspondiente a subtransmisión que hace parte del STR de acuerdo a lo especificado en la resolución CREG 097 de 2008 (CREG, 2008).

Para el caso de la región caribe colombiana existe un único operador de red encargado de la transmisión y distribución operando en tensiones de 13,8 kV, 34,5 kV, 66 kV y 110 kV. La transmisión se realiza por medio de una red propia en líneas de alta tensión a 110 kV y 66 kV las cuales se encargan de llevar la energía hasta subestaciones, que de acuerdo a su función pueden ser de maniobras con el fin de tener una topología de red enmallada y subestaciones de reductoras de tensión encargadas de la distribución en el SDL (CREG, 2008). En los sistemas eléctricos de potencia es común encontrar el concepto de carga, una carga está constituida por un conjunto de cargas individuales de diferentes tipos, industrial, comercial y residencial. En general, una carga absorbe potencia real y potencia reactiva; es el caso de las cargas con dispositivos de estado sólido, por ejemplo. Las cargas puramente resistivas absorben únicamente potencial real. De aquí que las cargas de un sistema eléctrico también se clasifiquen en lineales y no lineales (Antonio Gomez Exposito, 20003).

4.3.2. Topología de un sistema eléctrico de potencia.

Un sistema eléctrico de potencia se puede clasificar en:

- Sistema radial:

Consiste en uno o varios electrodos, a los cuales se conectan las derivaciones de cada aparato. El sistema radial es el más económico, pero el menos seguro, ya que produce altos gradientes de potencial. Se utiliza en lugares con corrientes de tierra bajas (Martin, 2000).

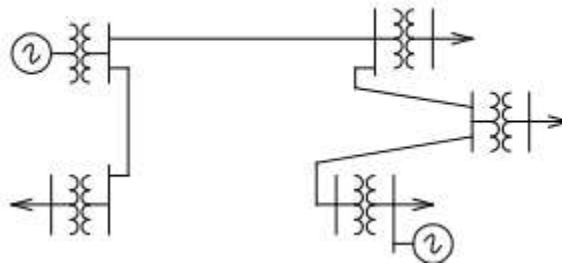


Figura 4. Sistema radial. Tomado de (Martin, 2000).

- Sistema en anillo:

Este sistema es menos económico que el anterior, sin embargo, es más confiable. Las corrientes de cortocircuito se disipan por varios caminos tanto, los gradientes de potencial son menores. Se utiliza en lugares donde se tienen corrientes de cortocircuito intermedias (Martin, 2000). Con un sistema en anillo se tiene una doble alimentación y puede interrumpirse una de ellas sin causar una interrupción del suministro (Antonio Gomez Exposito, 20003).

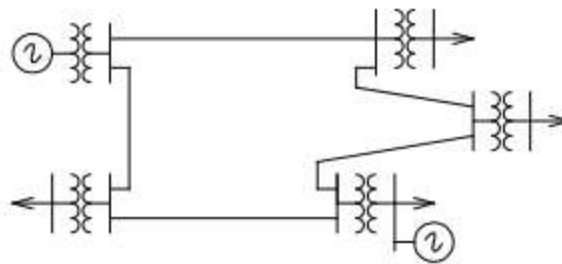


Figura 5. Sistema en anillo. Tomado de (Martin, 2000).

- Sistema enmallado:

Este sistema es el más utilizado en subestaciones por ser más eficiente que los dos anteriores, aunque más costoso (Martin, 2000). Con este tipo de sistema se aumenta el número de interconexiones y en consecuencia, la seguridad del servicio.

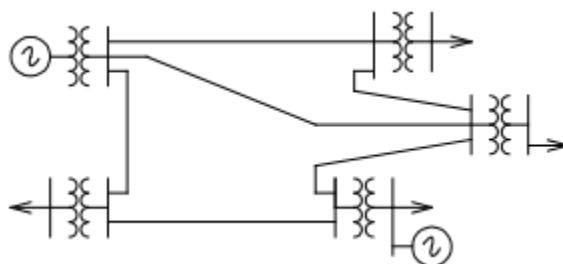


Figura 6. Sistema enmallado. Tomado de (Martin, 2000).

4.3.3. Etapas de los SEP.

Los sistemas eléctricos de potencia contienen procesos de equipos para cada una de las etapas que lo componen, estas etapas son generación, transmisión, distribución y comercialización.

- Generación: La generación es el proceso de convertir otras fuentes de energía en energía eléctrica. Por ejemplo. la energía que tiene el agua cuando cae. la energía producida al quemar combustibles. la energía del aire en movimiento (vientos).

pueden transformarse a través de máquinas generadoras en energía eléctrica disponible para su utilización. Como no es posible acumular energía eléctrica para su posterior uso, con excepción de pequeñas cantidades almacenables en baterías, se requiere que las redes de transporte y de distribución estén siempre disponibles para que el usuario final tenga acceso al servicio en el mismo momento que se genera (CREG, 2014).

- Transmisión: La actividad de transportar la energía eléctrica por el Sistema de Transmisión Nacional (STN). cómo se le conoce a las redes y equipos que conforman el sistema eléctrico que interconecta a la mayor parte del país y que opera con tensiones iguales o superiores a 220 kV¹ es la que se denomina transmisión (CREG, 2014).
- Distribución: Las redes y equipos que operan a tensiones menores a los 220 kV hacen parte de la actividad de distribución y su principal función es transportar la energía eléctrica hasta el domicilio del usuario final. Estos activos se agrupan en Sistemas de Transmisión Regional y en Sistemas de Distribución Local, todos a cargo de unas empresas denominadas Operadores de Red-OR. La Distribución de Electricidad en Colombia utiliza los siguientes niveles de tensión: (CREG, 2014)

Tabla 2*Niveles de tensión en Colombia*

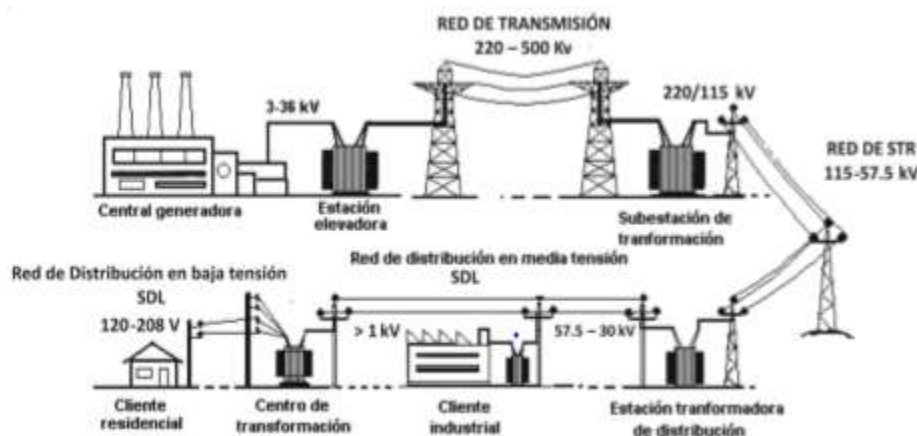
Nivel tensión	Rango
I	menor a 1 kV
II	mayor o igual a 1 kV y menor a 30 kV
III	mayor o igual a 30 kV y menor a 57,5 kV
IV	Mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.

Fuente: (CREG, 2014)

Los tres primeros grupos corresponden a los SDL y el nivel de tensión 4. a los STR (CREG, 2014).

Comercialización: La comercialización donde participan los agentes que se encargan de la compra y la venta de la energía eléctrica es la actividad mediante la cual los comercializadores compran la energía a los generadores Pagan por el transporte a través de las redes de transmisión y distribución. y la entregan en los medidores de los domicilios de los usuarios finales a quienes les facturan el servicio de acuerdo con las tarifas estimadas a partir del costo de prestación del servicio aprobado por la CREG (CREG, 2014).

En la siguiente figura se observa de manera gráfica los anteriores conceptos descritos:

*Figura 7. Relación entre los elementos de un SEP. Tomado de (XM , 2020)*

4.3.4. Configuración de subestaciones.

Una subestación eléctrica es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia. En el cual la energía se transforma a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución o consumo, con determinados requisitos de calidad. Está conformada por un conjunto de equipos utilizados para controlar el flujo de energía y garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección.

Una subestación puede estar asociada con una central generadora, controlando directamente el flujo de potencia al sistema, con transformadores de potencia convirtiendo la tensión de suministro a niveles más altos o más bajos, o puede conectar diferentes rutas de flujo al mismo nivel de tensión. Algunas veces una subestación desempeña dos o más de estas funciones.

Una subestación consiste en un número de circuitos de entrada y salida, conectados a un punto común, barraje de la subestación, siendo el interruptor el principal componente de un circuito y complementándose con los transformadores de instrumentación, seccionadores y pararrayos, en lo correspondiente a equipo de alta tensión, y con sistemas secundarios como son los de control, protección, comunicaciones y servicios auxiliares (Ramírez, 2019). La siguiente tabla presenta la comparación más común entre costo y operación de acuerdo con la aplicación.

Tabla 3

Comparación entre configuraciones más comunes operación/costo

No	Configuración	Operación	Costo
1	Barra sencilla	Menos confiable: una sola falla puede causar una interrupción completa. Flexibilidad operativa limitada	Menor costo: menos componentes
2	Doble barra con doble interruptor	Altamente confiable: dispositivos duplicados; falla de circuito único o bus aísla solo ese componente. Mayor	Alto costo: dispositivos

No	Configuración	Operación	Costo
		flexibilidad de operación y mantenimiento.	duplicados y más material
3	Barra principal más barra de transferencia	Menos confiable: la confiabilidad es similar a la disposición de un solo bus, pero la flexibilidad de operación y mantenimiento mejoró con el bus de transferencia	Costo moderado: se requieren más dispositivos y material que el bus único
4	Doble barra	Moderadamente confiable: con el interruptor de conexión de bus, las secciones de bus y los circuitos de línea están aislados. Buena flexibilidad operativa	Alto costo: más dispositivos y material
5	Anillo	Alta confiabilidad: circuito único o falla de la sección del bus aislada. Operación y mantenimiento flexibilidad buena	Costo moderado: componentes y materiales adicionales
6	Interruptor y medio	Altamente confiable: las fallas del bus no afectarán ningún circuito, y las fallas del circuito aislarán solo ese circuito. La flexibilidad de operación y mantenimiento es mejor con esta disposición	Costo moderado: el costo es razonable en función de la confiabilidad mejorada y la flexibilidad operativa

Fuente: elaboración propia

Dentro de las configuraciones utilizadas y recomendadas para aplicación de transformación reductora, buscando la seguridad y confiabilidad se opta por configuración doble barra. La protección de relé para esta disposición será compleja con la flexibilidad de transferir cada circuito a cualquier bus. Deberían detallarse los procedimientos operativos para permitir varios arreglos operativos, con controles para garantizar que los arreglos en servicio sean correctos. Una falla en el interruptor de conexión del barraje causará una interrupción de toda la estación. La disposición de interruptor doble de bus único con dos autobuses y un interruptor de conexión proporciona cierta facilidad en el mantenimiento, especialmente para el mantenimiento del autobús, pero el mantenimiento de los interruptores de circuito de línea aún requeriría conmutación e interrupciones como se describe anteriormente para los circuitos de disposición de bus único (Grigsby, 2012).

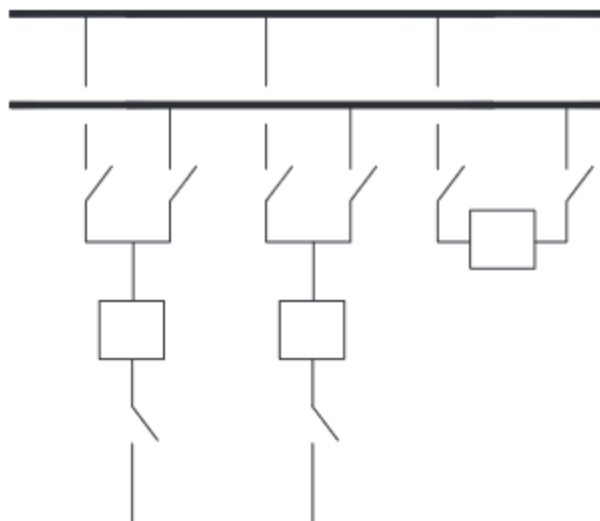


Figura 8. Configuración doble barra. Tomado de (Martin, 2000)

4.3.5. Subestación encapsulada.

Dentro de las variantes tecnológicas que acompaña a la configuración se encuentran las subestaciones aisladas en gas, cuyo componente principal es el Hexafluoruro de azufre (SF₆). Una subestación encapsulada en gas SF₆, es el conjunto de dispositivos y aparatos eléctricos inmersos SF₆, blindados en envoltentes de aleación de aluminio. En su interior, los compartimientos se unen y colindan por medio de dispositivos barrera. La principal función de una subestación encapsulada en gas SF₆ es conmutar, separar, transformar, medir, repartir y distribuir la energía eléctrica en los sistemas de potencia. (Quezada, Paz, & Sanchez, 2015).

Estas Subestaciones Eléctricas encapsuladas en gas SF₆, usan este gas para el aislamiento eléctrico de sus distintos componentes de alta tensión. La subestación encapsulada en gas SF₆ son diseñadas generalmente para tensiones nominales desde 52kV hasta 1100kV (varían dependiendo de los diseños de cada fabricante) (Quezada, Paz, & Sanchez, 2015).

4.3.6. Estudios del sistema.

- Análisis de flujo de carga: Los estudios de flujos de potencia son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información principalmente que se obtiene de un estudio de flujos de potencia es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada barra y las potencias real y reactiva que fluyen en cada línea. Sin embargo, se puede obtener gran cantidad de información adicional que es valiosa, a través de la salida impresa de los programas de computadora que usan las compañías eléctricas de generación (Quezada, Paz, & Sanchez, 2015). El método de *Newton-Raphson* constituye el método numérico iterativo base de las aplicaciones computacionales que calculan flujos de potencia. Consiste en una expansión en serie de Taylor de las ecuaciones del Flujo de Potencia, en torno al punto que corresponda a la iteración, despreciando de los términos de 2do orden en adelante (Quezada, Paz, & Sanchez, 2015). Los estudios de flujo potencian de un sistema no es más que un modelamiento de los elementos que componen el sistema de potencia, como son las barra o nodos, generadores, líneas de transmisión y cargas. En la práctica general es importante clasificar tres tipos de barras en la red que son: (Quezada, Paz, & Sanchez, 2015).
- Barra PV: o también conocida conocidas como barras de voltaje controlado. Se considera una barra del sistema como PV a aquellas que cuentan con uno o más generadores conectados directamente a ellas y que pueden regular la magnitud del

voltaje y la potencia activa inyectada a la barra (Grigsby, 2012) (Quezada, Paz, & Sanchez, 2015).

- Barra PQ: una barra que no tenga generación y que están conectadas a ella una o más cargas con consumos de potencia activa y reactiva conocidos para el estudio de flujos de potencia, se considera una barra de carga o barra PQ (Quezada, Paz, & Sanchez, 2015).
- Barra Libre (Barra *Slack*): la barra de referencia o compensación sirve como referencia para los ángulos de todos los voltajes de las demás barras, ya que conociendo su ángulo define una referencia fasorial para la demás. La barra libre inyecta al sistema (o absorbe) la potencia activa y reactiva necesaria para igualar la generación total del sistema con la demanda total de los consumos y las pérdidas de potencia (Grigsby, 2012) (Quezada, Paz, & Sanchez, 2015).
- Estudio de cortocircuito: En un sistema de potencia en el momento que se va a planificar, diseñar y operar, se debe evaluar su confiabilidad, seguridad y comportamiento, por lo cual se requiere la realización de estudios de cortocircuito, los resultados obtenidos son aplicados durante la operación del sistema eléctrico tales como la determinación de la capacidad de los interruptores, el cálculo de protecciones, estudios de coordinación de protecciones, el cálculo de los esfuerzos dinámicos y térmicos debido al efecto de las corrientes de cortocircuito, los cuales se utiliza en el diseño de instalaciones eléctricas, equipos y componentes de un sistema

- eléctrico, como las de barras, interruptores, transformadores de potencia, tableros eléctricos, aisladores, entre otros (Quezada, Paz, & Sanchez, 2015), (Silva Ortega, y otros, 2017).
- **Análisis de confiabilidad:** La evaluación de la confiabilidad del sistema de transmisión regional, se estima mediante el criterio N-1, en donde se simulan fallas sencillas (Contingencias) en los elementos de la red que tienen influencia en el área de estudio calculando la demanda no atendida, considerando el número de horas de cada escenario (mínimo, medio, máximo) y el número de horas de indisponibilidad (Silva Ortega, y otros, 2017). El criterio N-1, asumiendo que solo puede presentarse un elemento fallado por vez, se basa en el estudio de casos considerados previamente como muy riesgosos para el sistema (Mantilla-Florez, Silva-Ortega, & Candelo-Becerra, 2018). Este criterio busca eliminar la posibilidad que una falla de cualquier componente de la red genere la interrupción inadmisible en el suministro de potencia (Johansson, 2011). Además, el criterio busca evitar alcanzar límites térmicos de las cargas y los límites de las tensiones de los nodos. En algunos casos, se puede ampliar el criterio a mayores niveles de profundidad NK, donde K es el número de elementos con fallas considerados en el análisis (Mantilla-Florez, Silva-Ortega, & Candelo-Becerra, 2018).

4.3.7. Evaluación de los escenarios de cortocircuito y esquema de protecciones.

A continuación, se estructuran los esquemas y respectivos conceptos de los relés utilizados para cada uno, la nomenclatura usada para los siguientes esquemas de protecciones es la suministrada por los estándares de la norma ANSI/IEEE:

- Esquema de protección de líneas

En una línea de su transmisión se puede emplear la protección utilizando relés de distancia, el relé se ajusta de acuerdo con las impedancias de secuencia cero y positiva de la línea de transmisión. No depende de los parámetros de operación del sistema.

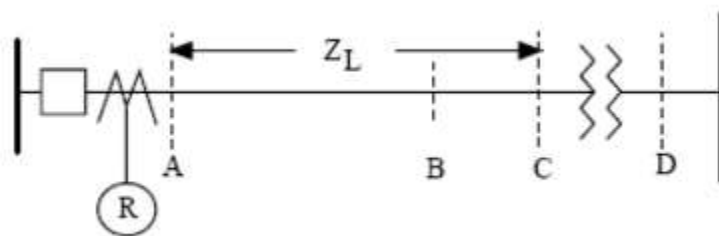


Figura 9. Esquema de protección de líneas.

Protección de distancia 21: La protección de distancia, función de protección (21 códigos ANSI), es una protección direccional por naturaleza, con selectividad relativa que tiene como órgano de medición un relé de impedancia, que opera contra los cortocircuitos en la línea que protege. Dicha protección determina la razón entre la tensión y la corriente (impedancia) de la línea en donde se encuentra conectada, que en condiciones de falla trifásica metálica no es más que la distancia entre el punto de conexión y el fallo.

- Esquema de protección de barras

Para el esquema de protección de las barras se utiliza la protección diferencial parcial el cual consiste en la protección por dos tipos de relé uno de sobrecorriente y otro de distancia.

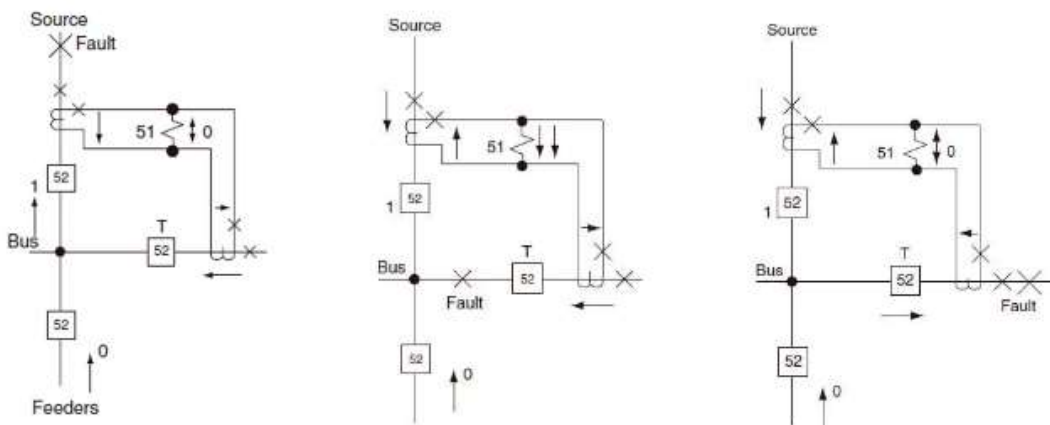


Figura 10. Esquema de protección de los barrajes.

- El relé de distancia (21): se utiliza de la 3a zona “hacia atrás”. Se dispondrá de un relé de distancia en cada salida de línea, que estarán comunicados entre sí. Ante una falta en barras, todos los relés serán capaces de ver una falta en 3ª zona, abriendo todos los interruptores de la línea, y aislando así la barra en falta.
- Protección 87B: esta es la protección principal del barraje cuenta con el mismo principio de funcionamiento de la protección diferencial para transformadores y generadores.
- Esquema de protección de transformadores

Empleando el esquema de protección para transformadores dado por la norma IEEE C37.91 se tiene el siguiente esquema:

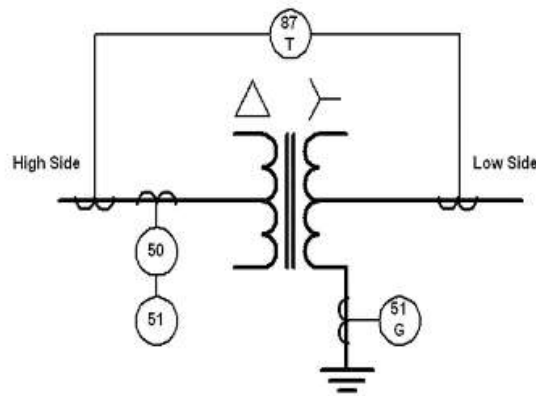


Figura 11. Esquema de protección para transformadores.

- Protección 87T: protección diferencial utilizada para la compensación de desfase. Es la protección principal del transformador, es deseable instalarla siempre, sobre todo teniendo en cuenta que pretende alertar inmediatamente de un fallo
- Protección 50/51: función de protección sobrecorriente de transformador de poder (50/51): La función de sobrecorriente de fases siempre actuará como respaldo de la función principal de protección del transformador de poder.
- Protección 51 G: Protección de falla a tierra (51G): detecta fallas a tierra y en la acometida del sistema.

Teniendo los valores del flujo de carga obtenidos en la sección 7. Del proyecto se simuló el estudio de cortocircuito de la subestación.

Tabla 4

Datos de estudio

Símbolo	Descripción	Concepto
Skss	Potencia inicial simétrica de cortocircuito	Es el valor eficaz de la potencia simétrica de cortocircuito que perdura

Símbolo	Descripción	Concepto
I_{kss}	Corriente inicial simétrica de cortocircuito	una vez terminados todos los fenómenos transitorios. Es el valor eficaz de la corriente simétrica de cortocircuito que perdura una vez terminados todos los fenómenos transitorios.
I_p	Corriente pico de cortocircuito	Es valor máximo posible de la corriente simétrica de cortocircuito.

Fuente: Fabiana Ahumada Jhon

5. Diseño metodológico

En la presente sección se indica el tipo de metodología utilizada para la evaluación del estado y posibles mejoras de la subestación Centro. La cual es soportada en investigaciones de artículos, libros, diagrama unifilar de la subestación proporcionado por el operador de red y por el documento de plan de expansión de la UPME.

5.1. Tipo de investigación

El tipo de metodología utilizada según la finalidad del proyecto presenta una visión de investigación aplicada a la subestación Centro del atlántico ya que esta tiene como finalidad la resolución de problemas prácticos inmediatos con el fin de reforzar los conocimientos teóricos basados en un caso de estudio de una problemática real.

5.2. Método de investigación

Para la recolección, análisis estudio y evaluación de comportamiento de la subestación Centro del atlántico se empleó el método inductivo ya que en este puede distinguirse cuatro pasos básicos: la observación y recolección de hechos y datos para el registro, la clasificación, la generalización y el análisis de los datos.

5.3. Población y muestra

La investigación se centra exclusivamente en la subestación centro de la ciudad de Barranquilla en conjunto con sus equipos, disposición física y patio de conexiones a fin de evaluar su desempeño y capacidad de respuesta ante escenarios de operación.

5.4. Estructura topología de la subestación

A continuación, se presenta un diagrama unifilar diseñado en el software DigSilent con las características físicas de la subestación de estudio:

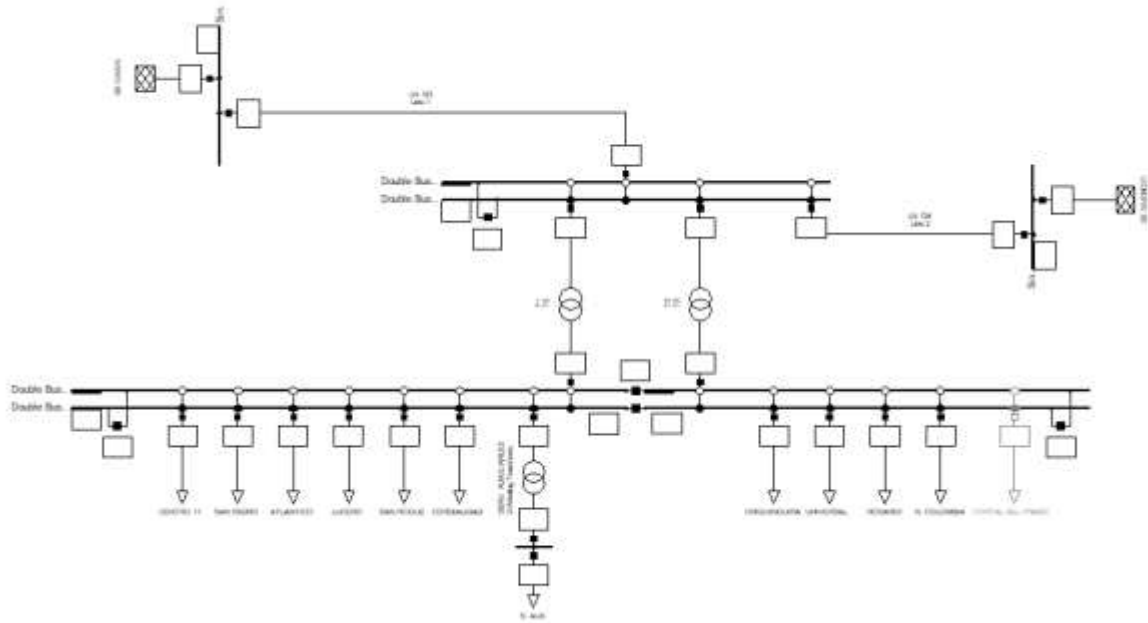


Figura 12. Diagrama unifilar subestación centro. Fuente: Fabiana Ahumada Jhon

A continuación, se relaciona la nomenclatura utilizada en el diagrama unifilar.

Tabla 5

Subestación Centro

Nombre	Descripción
SE OASIS	Representación de subestación oasis
SE SILENCION	Representación de subestación oasis
L723 (línea 1)	Línea proveniente de subestación Oasis
L724 (línea 2)	Línea proveniente de subestación Silencio
T1	Transformador lado izquierdo
T2	Transformador lado derecho
S. AUX	Servicios auxiliares

Nombre	Descripción
CENTRO 11	Carga circuito centro
SAN ISIDRO	Carga circuito san isidro
ATLANTICO	Carga circuito atlántico
LUCERO	Carga circuito lucero
SAN ROQUE	Carga circuito san roque
CORDIALIDAD	Carga circuito cordialidad
CHIQUEQUIRA	Carga circuito Chiquinquirá
UNIVERSAL	Carga circuito universal
ROSARIO	Carga circuito rosario
N. COLOMBIA	Carga circuito nueva Colombia
PORTAL DEL PRADO	Carga circuito portal del prado

Fuente: Fabiana Ahumada Jhon

5.5. Fuentes de información

5.5.1. Fuentes primarias.

La información referenciada en este proyecto fue suministrada por los datos de operador de red ELECTRICARIBE SA ESP. Los valores de cargas para los estudios de cortocircuito y flujo de carga fueron asumidos con el fin de observar de manera pedagógica el comportamiento de los parámetros de la subestación. La tabla 5 presenta los datos de las barras, la tabla 6 presenta los datos de las líneas y tabla 7 la información de los transformadores.

Tabla 6*Datos de barra*

	Barra 1	Barra 2
Configuración	Doble barra	Doble barra
Nivel de tensión (kV)	110	13,8

*Fuente: Fabiana Ahumada Jhon***Tabla 7***Datos de líneas*

	Línea 724	Línea 723
Inicio/llegada	Silencio/ Centro	Oasis/ Centro
X1 (ohm/km)	0,1281	0,2561
R1 (ohm/km)	0,0311	0,0622
B1 (uS/km)	30,159	60,319
C1 (uS/km)	0,079999	0,1600
Longitud (Km)	3,26	7,87
Tipo de línea	Subterránea	subterránea
Ir máxima (A)	900	420

*Fuente: Fabiana Ahumada Jhon.***Tabla 8***Datos de transformadores.*

	Transformador 1	Transformador 2
HV (kV)	110	110
LV (kV)	13,8	13,8
Frecuencia	60	60
Vector HV	D	D
Vector LV	YN	YN
Posición TAP min	-15	-15
Posición TAP max.	5	5

Fuente: Fabiana Ahumada Jhon.

5.5.2. Fuentes secundarias.

Los datos de generación, comportamiento de la subestación, contingencias en el sistema, demanda de energía, mapa de las líneas de transmisión, entre otros; que fueron utilizados en este proyecto con la finalidad de darle forma a la investigación fueron extraídos de documentos públicos de la unidad de la planeación minero energética UPME y la empresa expertos en mercados XM y la comisión de regulación de energías y gas CREG.

5.6. Etapas del proyecto

La siguiente figura representa el flujo de las fases del proyecto comprendido desde la etapa de recolección y análisis de datos hasta los aspectos de mejoras y recomendaciones propuestos en el proyecto:

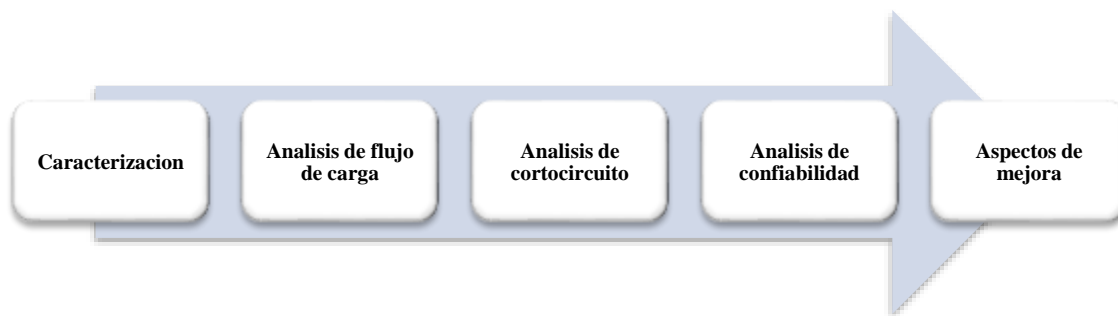


Figura 13. Etapas de proyecto.

- Fase I: caracterización

En esta fase del estudio se recopiló la información obtenida a partir de los datos de SIEL y trabajos de grado previos aportados (Daza-Guzman & Rueda-Lopez, 2015). La información recolectada está compuesta por aspectos operativos, técnicos que son relevantes en el comportamiento de la subestación Centro y el diagrama unifilar del sistema que también se extrajo de los registros de la UPME.

- Fase II: análisis de flujo de carga

El análisis de flujo de carga fue ejecutado en el software DigSilent por medio de la opción cálculo de flujo de carga, seleccionando la opción “método AC flujo de carga. Balanceado. Secuencia positiva “un número máximo de iteraciones de 100 utilizando el método clásico de flujo de carga de *Newton- Raphson (power current)*. Para este estudio se tienen en cuenta las siguientes variables: Voltajes en los nodos, Cargabilidad de los elementos del sistema, Potencia activa y reactiva de líneas y transformadores, Corriente máxima en líneas y transformadores.

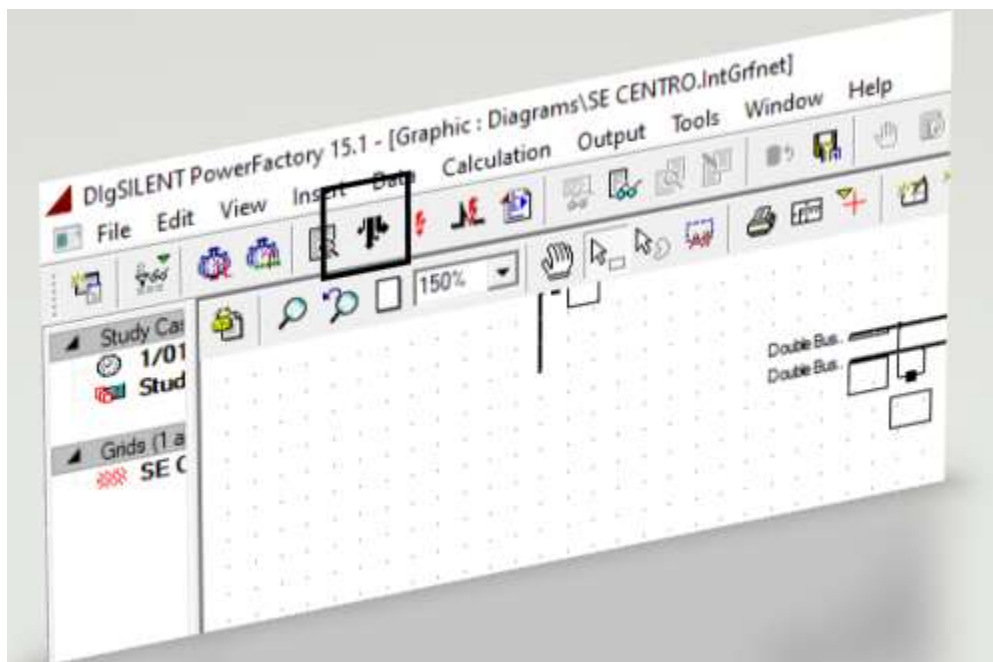


Figura 14. Pestaña flujo de carga. Fuente propia

- Fase III: análisis de cortocircuito

Para el estudio de cortocircuito se emplea la pestaña “estudio de cortocircuito” del software DigSilent seleccionando el tipo de falla monofásica y trifásica a tierra con tiempos de descanso de cortocircuito de 0,1s.

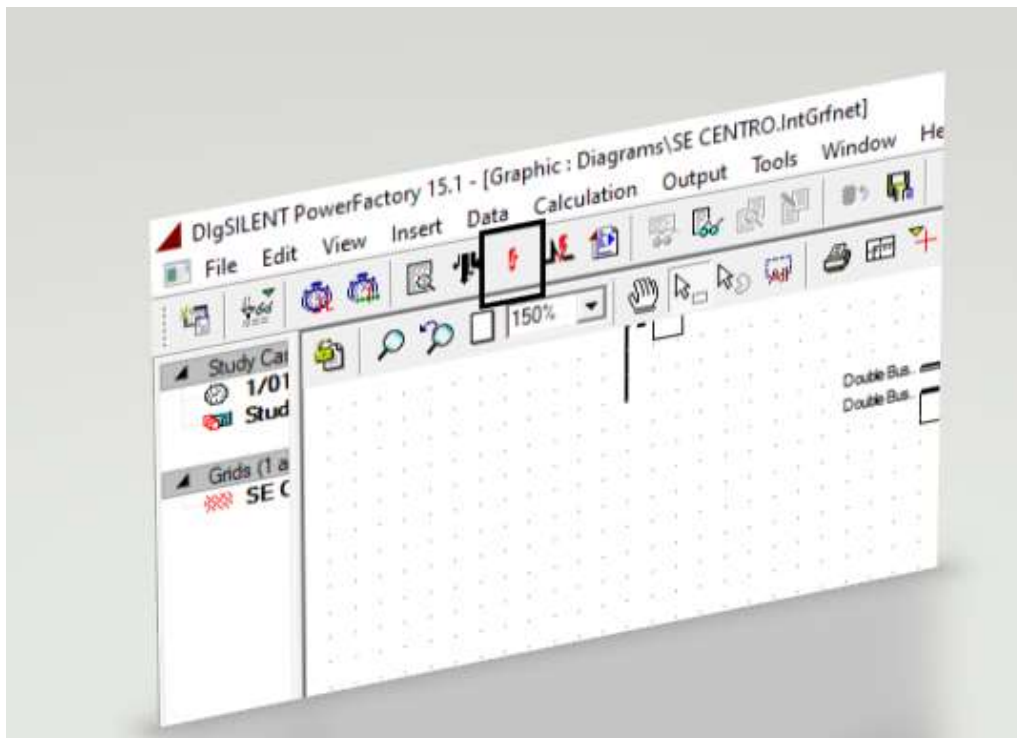


Figura 15. Pestaña de estudio de cortocircuito. Fuente propia

- Fase IV: análisis de confiabilidad

En esta fase se realiza es estudio de confiabilidad ante contingencias N-1, N-2 y N-K en la pestaña “análisis de contingencia” del software DigSilent; en esta fase se simulan contingencias en las líneas y barra de 110kV que sean capaces de poner en riesgo el sistema, tales como sobrecarga de transformadores, pérdida de líneas, conexión de una nueva línea, entre otros.

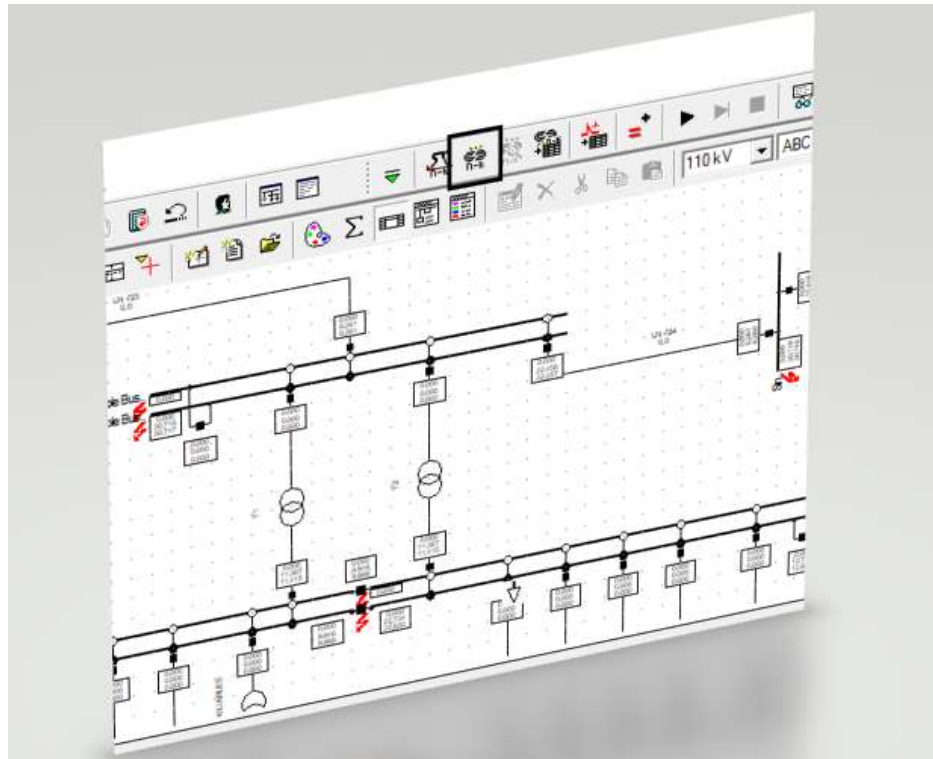


Figura 16. Análisis de contingencia. Fuente propia

- Fase V: recomendaciones y mejoras

En esta fase del proyecto se realizan una serie de recomendaciones con el objetivo de mejorar el comportamiento de los parámetros del sistema; además se realiza una propuesta a través de un diagrama unifilar diseñado en DigSilent con el fin de proponer una posible conexión futura que deberá hacerse al sistema.

6. Evaluación de los requerimientos de las configuraciones utilizadas en subestación

Centro

Para obtener el flujo de carga fue necesario ingresar todos los parámetros característicos de las configuraciones de barras, líneas y transformadores anteriormente mencionados en las tablas de la sección 5.4. “fuentes de información” a continuación se muestran los análisis obtenidos para cada uno:

6.1. Transformadores

En los resultados se puede observar que bajo el escenario de demanda analizada los transformadores no presentan sobrecarga teniendo activos los 11 circuitos conectados a la subestación por el lado de 13,8kV. Sin embargo, se puede analizar que ambos transformadores se encuentran explotados aproximadamente al 90% de su capacidad nominal.

Tabla 9.

Cargabilidad de transformadores

Elemento	Cargabilidad %
Transformador 1	89,8
Transformador 2	89,8

Fuente: Fabiana Ahumada Jhon

No obstante, existen compromisos de seguridad porque ambos deben funcionar al tiempo y la capacidad de un transformador no es capaz de atender la ausencia del otro. Para una subestación reductora con compromisos en la distribución final hacia usuarios esto representa una restricción al momento de programar mantenimientos, efectuar cambios operativos porque se afectarían los indicadores de operación dado los compromisos de seguridad y confiabilidad que se han generado.

6.2. Barras

Realizando un análisis de los valores obtenidos del flujo de carga se puede observar que las barras por 13,8kV presenta una caída de tensión del 7% en valores p.u.

Tabla 10.

Datos de barras

Barraje	Nivel de tensión (kV)	% (p.u)
1	110	1,00
2	13,8	0,93

Fuente: Fabiana Ahumada Jhon

6.3. Líneas

De los resultados del flujo de carga de las líneas se puede observar que ambas líneas no se encuentran sobrecargada trabajando en nivel de demanda analizado.

Tabla 11

Datos de líneas

Líneas	Cargabilidad (%)
Línea 723	37,4
Línea 724	34,9

Fuente: Fabiana Ahumada Jhon.

6.4. Subestaciones

La SE Centro se encuentra alimentada por las SE Oasis y Silencio a través de las líneas 723 y 724 respectivamente, se puede observar que la mayor parte de la potencia requerida por la SE Centro la está entregando la SE Silencio, por lo que resulta de vital importancia la conexión con esta subestación. A continuación, se presentan los escenarios de flujo que circulan por las líneas para el caso de estudio considerado.

Tabla 12*Datos de subestaciones*

Subestación	Potencia activa (MVA)	Potencia reactiva (Mvar)
Oasis	26,7	13,5
Silencio	53,4	27,0

Fuente: Fabiana Ahumada Jhon

A continuación, se presentan los datos de cortocircuito trifásico obtenidos en el estudio:

Tabla 13*Cortocircuito trifásico y monofásico*

Barra	Tipo	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)
Barraje (110kV)	Trifásico	5459,5	28,655	70,755
Barraje (13,8kV)		532,2	22,264	60,533
Barraje (110kV)	Monofásico	1819,8	28,658	70,755
Barraje (13,8kV)		183,3	23,010	62,650

Fuente: Fabiana Ahumada Jhon

7. Evaluación de confiabilidad del arreglo de subestaciones

Se evalúan los escenarios de contingencias N-1 Y N-2 para subestación centro en modulo

“análisis de contingencias” de DigSilent

7.1. Estudio contingencias N-1

A continuación, se presentan los datos obtenidos:

Tabla 14*Estudio de contingencia N-1*

Contingencia	Línea %		Transformador %		Subestación%	
	723	724	T1	T2	Oasis	Silencio
LN-723	0	52,3	89,8	89,8	0	100
LN-724	112,2	0	89,8	89,8	100	0
T1	44,5	41,5	0	213,7	34	66
T2	44,5	41,5	213,7	0	34	66

Fuente: Fabiana Ahumada Jhon.

De la anterior tabla se puede observar que dado el evento que:

- Pérdida 723: la línea 724 se encuentra en capacidad de llevar toda la carga de la subestación centro, alimentada desde la subestación silencio
- Pérdida línea 724: se observa claramente una sobrecarga en la línea 723 de 112,2% de lo que se infiere que la línea proveniente de la subestación oasis no se encuentra en capacidad de asumir toda la carga que demanda la subestación centro lo que comprometería el servicio
- Pérdida de transformador: se observa que al presentarse una pérdida cualquiera de los dos transformadores el otro no se encuentra en capacidad de asumir toda la carga demandada de los circuitos de la subestación centro ya que presentaría una sobrecarga de 213,7%.

7.2. Estudio contingencias N-2

A continuación, se presentan los datos obtenidos:

Tabla 15

Estudio de contingencia N-2

Contingencia	Línea %		Transformador %		Subestación%	
	723	724	T1	T2	Oasis	Silencio
LN-723-724	0	0	0	0	0	0
LN-723-T1	0	62,3	0	213,7	0	100
LN-723-T2	0	62,3	213,7	0	0	100
LN-724- T1	133,6	0	0	213,7	100	0
LN-724- T2	133,6	0	213,7	0	100	0
T1-T2	0	0	0	0	0	0

Fuente: Fabiana Ahumada Jhon

De la anterior tabla se puede observar que dado el evento que:

- Pérdida de la línea 723 y 724: este es el evento más crítico que se puede presentar a nivel de subtransmisión para la subestación centro, se observa que al perder ambas líneas se pierde todo el suministro de energía de subestación Centro.
- Pérdida de la línea 723 y transformador: se observa que ante el evento de esta contingencia el transformador que queda en servicio presenta una sobrecarga de 213,7% sin embargo, la línea proveniente de la subestación Silencio es capaz de soportar toda la carga.
- Pérdida de la línea 724 y transformador: se observa que ante el evento de esta contingencia la línea 723 y el transformador que queda en servicio presentan sobrecarga que compromete el servicio.
- Pérdida de ambos transformadores: este es el evento más crítico que se puede presentar a nivel de distribución en la subestación ya que se perdería todo el servicio por el lado de 13,8kV.

8. Propuesta de mejora del esquema de subestación propuesta

La subestación Centro presenta 2 tipos de escenarios críticos de contingencias que provocarían la pérdida completa del sistema, tal cual lo visto en la sección 9. En el análisis de confiabilidad de la subestación. Se proponen las siguientes recomendaciones con el objetivo de aumentar la confiabilidad de la subestación Centro:

- Nueva línea Termoflores I- Centro 110kV:

Al aplicar el evento N-1 en el análisis de confiabilidad de la subestación se observó que la línea 723 proveniente de subestación Oasis no es capaz de asumir toda la carga demandada por la subestación. Se propone la conexión de una nueva línea desde la

subestación Termoflores I a nivel de 110kV con características de comportamiento similares a la línea 724 con el fin garantizar el servicio en la subestación y además fortalecer la red de 110kV del atlántico tal cual lo expone el plan de expansión 2014-2050 de la UPME. Como prueba de lo anterior se realizó una simulación en el software DigSilent considerando la nueva línea conectada a la subestación.

En el escenario N-2 más crítico: pérdida de las líneas 723 y 724 el comportamiento del sistema es el siguiente:

Tabla 16

Datos escenario 2

Contingencia	Línea %			Transformador %		Subestación%	
	723	724	Nueva línea	T1	T2	Oasis	Silencio
LN-723-724	0	0	52,3	89,8	89,8	34	66

Fuente: Fabiana Ahumada Jhon

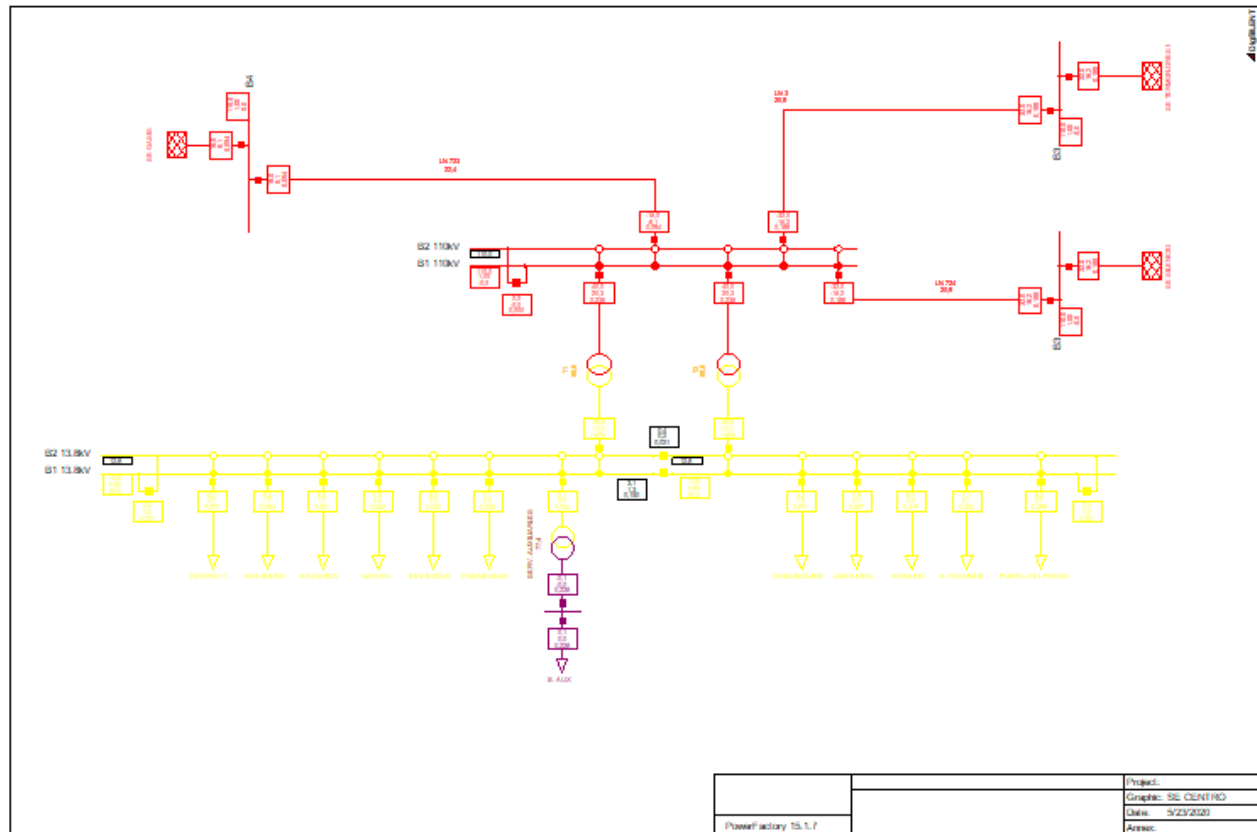


Figura 17. propuesta de mejora para la SE centro. Fuente: Fabiana Ahumada Jhon

- Mejora de las capacidades de la línea 723:

Reforzar las capacidades de la línea 723 con el fin de que esta sea capaz de en el evento que se requiera esta pueda llevar la carga en su totalidad sin exceder sus límites de operación.

- Transferencia por arquitectura de Red:

Con el objetivo de aliviar las cargas de los transformadores por 13,8kV se propone transferencia de algunos circuitos a otras subestaciones adyacentes con las que se tenga conexión por arquitectura de red.

9. Conclusiones y recomendaciones

Basados en los análisis de cortocircuito y estudios de confiabilidad de la subestación, se puede observar que esta subestación presenta una alta confiabilidad y además por el tipo de configuración de las barras esta cuenta con una alta capacidad de flexibilidad operativa. De los resultados de los niveles de tensión obtenidos del análisis de flujo de carga, se observa que, en condiciones normales de operación, la red presenta condiciones adecuadas de operación en los niveles de tensión de los barrajes de la subestación, hallándose dentro de los rangos permitidos.

En el escenario de contingencia N-2 se observa que la línea 724 es una línea de vital importancia para la subestación ya que presentándose la pérdida de esta, la línea 723 se sobrecarga y no es capaz de asumir la demanda de la subestación por lo que hace necesario realizar una nueva línea con iguales o mejores condiciones que la línea 724 conectada desde la subestación Termoflores I que fortalezca la red de 110 kV teniendo en cuenta el gran número de circuitos que se perderían en el evento de la pérdida del lado de 13,8kV de la subestación centro.

Además, la pérdida de uno de los transformadores sobrecarga al otro transformador en un 213,7% para una demanda alta en los circuitos tal cual se simuló en el presente proyecto; como recomendación teniendo en cuenta los parámetros económicos sería necesario realizar un traslado de cargas a subestaciones adyacentes con capacidad para asumirlas en el evento de la pérdida de uno de los transformadores para evitar que se presente sobrecarga en el elemento. Todas las recomendaciones para esta subestación se encuentran plasmadas en la sección 10. Propuestas de mejoras.

Referencias

- Antonio Gomez Exposito, J. L. (20003). *Sistemas electricos de potencia*. Madrid: Prentice Hall.
- Camara de comercio de Bogota . (Mayo de 2018). *Proyectos para expandir la generacion electricas del pais* . Obtenido de <https://www.ccb.org.co/Clusters/Cluster-de-Energia-Electrica/Noticias/2018/Mayo-2018/Proyectos-para-expandir-la-generacion-electrica-en-el-pais>
- CELSIA. (2020). *sistema interconectado nacional*. Obtenido de <https://www.celsia.com/wp-content/uploads/2021/02/Documento-de-trabajo-sobre-el-Sistema-Interconectado-Nacional.pdf>
- Centro de Despacho de carga SIC. (2016). *Criterios de Diseño para las Nuevas Subestaciones del sistema de transmision troncal del SIC* .
- CREG. (noviembre de 1994). *Resolucion 003 de 1994*. Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0003_1994.htm
- CREG. (2000). *Resolucion 006*.
- CREG. (2008). *Resolucion 097*.
- CREG. (2014). *Metodologia para reenumerar la distribucion de energia electrica* . MinMinas.
- DigSilent. (2015). *Power system solutions* . Obtenido de <https://www.digsilent.de/en/company.html>
- EPM. (2021). *Diccionario de servicios publicos* . Obtenido de <https://www.epm.com.co/site/home/diccionario-de-servicios-publicos>
- Grigsby, L. L. (2012). *Electric Power Subastations Engineering* . Taylor & Francis Group.
- Johansson, T. V. (Mayo de 2011). *Overview of Analytical Power System Reliability Assessment Techniques*. Norwegian University of Science and Technology Norway. Obtenido de

https://www.researchgate.net/publication/281269920_Overview_of_Analytical_Power_System_Reliability_Assessment_Techniques

Landa, J. v. (2010). *Redes Electricas I*. Universidad Nacional Autonoma de Mexico.

Mantilla-Florez, B., Silva-Ortega, J., & Candelo-Becerra, J. (2018). Fault Effect Analysis Based on Elements Loadability to Evaluate Reliability in Power Systems. *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16.

Martin, J. R. (2000). *Diseño de redes de tierra en subestaciones electricas*. Obtenido de Ingeniería Investigación y Tecnología, ISSN 2594-0732, I.4, 157-171:
<https://www.revistaingenieria.unam.mx/numeros/2000/v01n4-02.pdf>

Quezada, G. A., Paz, E. L., & Sanchez, D. V. (2015). Analisis comparativo entre subestaciones electricas encapsuladas en SF6 y subestaciones convencionales. *Instituto politecnico nacional*.

Ramirez, C. F. (2019). *Subestacion de alta y extra alta tension* . Mejia Villegas S.A.

Silva Ortega, J. I., Daza Guzman, J. D., Candelo Becerra , J., Rueda Lopez , J. C., Umaña , I. S., Salas Navarro , K., . . . Palacio , B. A. (2017). Modelo de 75 nodos para evaluar la operacion en estado estable de una red de sub-transmision de energia electrica. *Espacios*.

Universidad del Valle. (2015). Subestaciones I. En *Objeto de una subestacion en un sistema de potencia* (pág. Capitulo I).

UPME. (2015). *Plan de Expansion de referencia generacion- transmision 2015-2025*. MinMinas.

UPME. (2015). *Plan energetico nacional de Colombia: ideario energetico 2050*. MinMinas.

UPME. (Julio de 2016). *Proyeccion de la demanda de energia electrica y potencia maxima en Colombia*. MinMinas. Obtenido de Proyección de la demanda de energía eléctrica y

potencia máxima en Colombia: <https://www.ccb.org.co/Clusters/Cluster-de-Energia-Electrica/Noticias/2016/Julio-2016/Proyeccion-de-la-demanda-de-energia-electrica-y-potencia-maxima-en-Colombia>

UPME. (2017). *Proyección Regional de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia*. MinMinas.

UPME. (2021). *Plan de Expansion energetico 2015-2029*. MinMinas.

Velez, A. U. (2008). *Miembros de la comision de expertos*.

XM . (2020). *Informe oferta y generacion Abril*.

XM expertos en Mercado. (2019). *Demanda de energia Nacional*. Obtenido de Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado :

https://informeanual.xm.com.co/demo_3/pages/xm/20-demanda-de-energia-nacional.html

XM expertos en mercados. (2020). *Sistema de Transmision Regional* . Obtenido de

<https://www.xm.com.co/Paginas/Transmision/sistema-de-transmision-regional.aspx>